

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**O DESENVOLVIMENTO DO AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE DE ENERGIA NO MERCADO
BRASILEIRO**

Antonio Costa Casares
Matrícula nº: 109024167

Orientadora: Prof^a Clarice Ferraz

Abril 2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**O DESENVOLVIMENTO DO AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE DE ENERGIA NO MERCADO
BRASILEIRO**

Antonio Costa Casares
Matrícula nº: 109024167

Orientadora: Prof^a Clarice Ferraz

Abril 2013

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor

AGRADECIMENTOS

Aos docentes do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia (GEE) e do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel), que através de suas aulas despertaram meu interesse em estudar mais profundamente o setor elétrico brasileiro.

À Prof.^a Clarice Campelo de M. Ferraz, por me orientar durante todo o processo de desenvolvimento deste trabalho, sendo sempre muito solícita e atenciosa.

À minha família, que foi essencial em minha formação como economista e ser humano. Aos meus pais, Flavio e Paula, minha eterna gratidão por todos os esforços que fizeram para me dar a melhor educação. Ao meu irmão, João, fonte de inspiração para superar desafios.

À Camilla Moura, por todo o tempo que passou ao meu lado ao longo de minha graduação e por todo suporte que à mim prestou.

Aos amigos da Bolt Energias S.A. e da Ático Asset Management, com quem obtive grande aprendizado, além de ter tido a oportunidade de colocar em prática tudo aquilo que aprendi ao longo de minha formação.

RESUMO

Este trabalho analisa o mercado livre de energia elétrica no Brasil, buscando apresentar as vantagens que a organização de uma indústria de rede¹ aberta à concorrência, apresenta.

Através da análise das transformações institucionais ocorridas no setor busca-se entender os impactos no mercado livre de energia elétrica ao longo dos anos. Serão explorados os marcos regulatórios responsáveis pelas reformas do setor elétrico brasileiro no governo Fernando Henrique Cardoso e no seu atual modelo de organização, iniciado no Governo Lula, a partir da introdução do capital privado no setor e, mais tardiamente, o desenvolvimento de um ambiente de contratação livre de energia, foco deste trabalho.

O ano de 2012 apresentou importantes mudanças para a organização do setor elétrico. As mudanças na legislação que rege o setor, promovidas pelo governo, para reduzir as tarifas de energia para o consumidor final causaram profundas alterações no mercado livre de energia. A este cenário de transformação e instabilidade institucional se somou um período hidrológico muito desfavorável. A garantia da segurança de abastecimento nesse contexto representa um desafio para todo o país – governo, empresas e sociedade.

¹ Indústrias de rede, segundo segundo Pinto e Fiani (2002, p.518): “(...) exploram a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial”.

SÍMBOLOS, ABREVIATURAS, SIGLAS E CONVENÇÕES

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCC	Conta de Combustíveis Fósseis
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
DOU	Diário Oficial da União
FHC	Fernando Henrique Cardoso
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PND	Plano Nacional de Desenvolvimento
PPT	Programa Prioritário das Térmicas
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Integrado Nacional

FIGURAS

Figura 1: Módulo de Regras relativo ao MRE: Relação com o Cálculo de Exposição e Apuração das Diferenças.....	19
Figura 2: Relação histórica entre o preço e o armazenamento da energia.....	20
Figura 3: Modelo Institucional do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.....	22
Figura 4: A comercialização de energia elétrica no novo modelo do SEB.....	24
Figura 5: O Processo de Liquidação de Diferenças.....	27
Figura 6: Participação por Agente na CCEE.....	32
Figura 7: Consumo do mercado livre e cativo (jul/11 – jun/12).....	32
Figura 8: Portaria MME n. 455.....	34
Figura 9: Vencimento dos CCEAR.....	37

ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	8
CAPÍTULO I – O DESENVOLVIMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	12
I.1 Do monopólio estatal à abertura econômica.....	12
<i>I.1.1 O Processo de abertura do setor elétrico</i>	<i>14</i>
I.2 O Modelo FHC	16
I.3 A Crise Energética no Governo FHC	19
CAPÍTULO II – A ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO ATUAL	21
II.1 O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro – Governo Lula	21
II.2 A Comercialização de Energia	22
II.2.1 O Processo de Formação de Preço.....	25
<i>II.2.1.1 O Processo de Liquidação das Diferenças.....</i>	<i>26</i>
II.2.2 O Ambiente de Contratação Regulado de Energia Elétrica.....	27
II.2.2.1 Leilões	28
<i>II.2.2.2 Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado.....</i>	<i>29</i>
<i>II.2.2.3 Contratos de Geração Distribuída.....</i>	<i>29</i>
<i>II.2.2.4 Contratos de Ajuste</i>	<i>29</i>
<i>II.2.2.5 Contratos do Proinfa.....</i>	<i>30</i>
<i>II.2.2.7 CER.....</i>	<i>30</i>
<i>II.2.2.8 Conuer</i>	<i>31</i>
II.2.3 O Livre Mercado de Energia Elétrica Brasileiro	31
CAPÍTULO III – MUDANÇAS ORGANIZACIONAIS NO SEB	34
III.1 Portaria MME nº 455	34
III.2 Recentes Mudanças Legislativas – MP 579	35
<i>III.2.1 Lei 12.783, de 11 de Janeiro de 2013.....</i>	<i>38</i>
III.3 Resolução Normativa nº 531	39
CAPÍTULO IV – A SITUAÇÃO HIDROLÓGICA DE 2013 E OS IMPACTOS DAS RECENTES MUDANÇAS LEGISLATIVAS.....	40
CONCLUSÃO.....	43
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	45

INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos o setor elétrico brasileiro sofreu diversas modificações em seu modelo organizacional. A introdução da concorrência no setor elétrico após o fim do monopólio estatal é o ponto de partida desta análise.

Durante os anos 70 o setor elétrico brasileiro foi organizado como um monopólio público, verticalmente integrado. Após conhecer importante expansão o modelo passou a conhecer sérios problemas e caminhou para seu esgotamento. O modelo de reestruturação ocorrido no Brasil ao longo das duas últimas décadas se baseou na reforma ocorrida em alguns países como, por exemplo, Chile e Inglaterra. Os processos tiveram como base a desverticalização dos segmentos de geração e distribuição, a criação de um mercado de curto prazo e um aumento no número de consumidores, buscando desta forma a criação de um ambiente competitivo e consequentemente a eficiência, ou seja, o bem estar social sob o menor custo (Ferraz, 2006).

Este movimento foi resultado de um processo ocorrido ao longo das três últimas décadas, descrito por Pinto e Iooty (2005). O autor aponta transformações de caráter econômico, como a maturidade das indústrias de gás e eletricidade nos países industrializados durante os anos 70 e 80; e de cunho tecnológico, como o desenvolvimento da transmissão por fibra ótica e turbinas a gás de ciclo combinado. Soma-se a estes fatores a supressão de barreiras institucionais à entrada de novos operadores, resultando em um ambiente com potencial para redução de custo marginal, maiores economias de escopo, menores custos de investimento e maior aproveitamento da capacidade instalada. Dessa forma, criou-se pressão competitiva para as empresas que operam nas indústrias energéticas de rede, que segundo Pinto e Fiani (2002, p.518): “(...) exploram a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial”.

A indústria energética de rede buscou em suas reformas abrir seus diferentes segmentos à concorrência. Entretanto os segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica apresentam características que os definem como monopólio natural, que segundo Varian (2006, p. 468), caracterizam-se por apresentar altos custos fixos, custos marginais pequenos e ocorrem quando não podem operar a um nível eficiente de produto sem perder dinheiro.

Os modelos de setor elétrico abertos à concorrência se baseiam no princípio de que somente com a introdução da concorrência se atinge a eficiência econômica no setor. No caso dos dois segmentos mencionados, entretanto, estamos face às falhas de mercado, o que justifica a introdução da intervenção do Estado de forma a atuar como defensor dos interesses da sociedade para regular estas atividades. Nesse sentido, em diversos mercados abertos à concorrência, inclusive no Brasil, surgiu a figura do regulador, responsável por moldar a conduta das empresas a fim de atingir os objetivos prefixados nos marcos regulatórios adotados nos diversos países. (Análise Econômica, mar. 2000)

Conforme Bandeira (2011) afirmou: “(...)o regime de regulação por incentivos busca simular as condições de um mercado de livre concorrência, em situações de monopólio natural.”

Com o fim do monopólio estatal no setor brasileiro buscou-se a desverticalização das empresas de geração, transmissão e distribuição. O objetivo era de evitar que uma empresa vendesse energia para sua própria distribuidora em detrimento de outras, o que pode prejudicar o mercado, visto que a energia é um bem essencial para a evolução e crescimento do país. Dessa forma, teve início a introdução da concorrência nos segmentos de geração e distribuição de energia elétrica. O segmento de transmissão, por sua vez, manteve-se como monopólio, visto que é o centro do setor elétrico e o acesso livre a este segmento é importante para manter a eficiência do conjunto do sistema (ROUSSEFF, 1995).

Segundo Rousseff (1995):

“(..) o livre acesso à transmissão, mesmo não sendo condição suficiente para que se estabeleça a competitividade entre geradores, é condição necessária e imprescindível. Não há, pois, como falar em forças de mercado e competitividade quando um dos geradores controla integralmente a transmissão.”

O fato de a energia elétrica ser um bem homogêneo é uma vantagem para o setor no que tange a o alcance de um mercado competitivo, característica relevante para a formação de um suposto mercado de concorrência perfeita. Segundo Varian (2006, p. 412), este mercado se define pelo pressuposto de que o preço de mercado independe de seu nível de produção, ou seja, os agentes tornam-se tomadores de preço, preocupando-se apenas com a quantidade a produzir.

Um mercado cada vez mais concorrencial torna-se cada vez mais benéfico ao consumidor, visto que a empresa apresenta um potencial cada vez menor de influenciar individualmente o preço de mercado. No mercado livre de eletricidade as escolhas de compra

de energia são feitas através de criteriosa análise de mercado, propiciando um ambiente mais transparente e com preços mais justos. O mercado de energia livre traz, portanto, além de preços mais justos, uma série de benefícios à economia brasileira, como o fomento ao investimento em geração, a possibilidade de desindexação de contratos, visto que os contratos são bilaterais e os agentes podem fugir de determinados riscos, e o aumento da eficiência econômica nas indústrias, visto que a energia é o insumo básico para estas (Fróes, W. nov/11).

O mercado chileno foi um dos pioneiros ao apresentar, em meados dos anos 80, um modelo organizacional livre, trazendo transparência e racionalidade à precificação de energia. Outro fato bem relevante com relação à introdução do mercado livre de energia veio em meados da década de 90, na Inglaterra, quando o governo de Margaret Thatcher privatizou as empresas do setor elétrico, o que permitiu ao país ter competição na quase totalidade das classes consumidoras. Segundo Ferraz (2006), a liberalização do setor elétrico inglês buscava a substituição de um sistema de tarifas reguladas por um no qual o mercado descentralizado pudesse garantir tanto a segurança do abastecimento como preços competitivos.

O Brasil teve o setor elétrico reaberto à concorrência durante o governo do Presidente Lula. No modelo de organização setorial adotado, foi criado um ambiente de contratação livre de energia, que resultou em grande interesse dos consumidores elegíveis, representando um crescimento expressivo até aqui.

Ao longo do primeiro capítulo, será apresentado o contexto econômico que precede o processo de liberalização das indústrias de infraestrutura do país e a abertura ao capital privado. O capítulo analisa igualmente a reforma do setor elétrico, iniciada no governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso, através da criação de um modelo concorrencial e de um órgão regulador para o mesmo, além de buscar explicar o fim deste modelo com a crise de abastecimento dos reservatórios em 2001.

O segundo capítulo busca apresentar ao leitor a introdução de uma nova reforma no setor, iniciada no Governo Lula, baseada na modicidade tarifária, expansão do uso energia elétrica e na continuidade e qualidade do serviço.

Em seguida, no terceiro capítulo analisamos as recentes mudanças ocorridas no governo da Presidente Dilma. Ao longo da análise das mudanças institucionais pelas quais passou o setor elétrico, desde a criação do mercado livre de energia, nós analisamos a evolução do mercado livre e seus impactos para o equilíbrio do setor elétrico como um todo.

O último capítulo apresenta os recentes desafios aos quais o setor teve que fazer face, e de como a organização do modelo atual já não parece estar em adequação com a atual composição do parque de geração brasileiro.

CAPÍTULO I – O DESENVOLVIMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

I.1 Do monopólio estatal à abertura econômica

O setor elétrico brasileiro vem sofrendo constantes alterações ao longo de seu desenvolvimento. Sua organização é palco frequente de discussões sobre o setor, tanto no que tange à competitividade da indústria nacional, quanto ao nível da intervenção do governo sobre estas. Buscando analisar tais transformações é necessário entendermos as motivações e razões para as mudanças ocorridas no setor ao longo da década de 90, durante o processo de abertura econômica do Brasil, foco desta seção.

Nos anos 70, o país ainda vivia fortemente a influência da ideologia desenvolvimentista, implantada em 1964 com a Ditadura Militar. Ou seja, um período no qual prevaleceu políticas econômicas expressada em ideias baseadas em metas de crescimento de produção industrial e da infraestrutura, com participação ativa do Estado.

Foi sobre esta ótica que foi lançado o Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), visando fortes investimentos nas indústrias de base, como a produção de petróleo, aço e energia elétrica. Além disso, o governo tinha uma estratégia de busca de soberania e adotou um programa de substituição de importações. O financiamento foi largamente realizado com recursos captados no exterior, trazendo a tona nossa forte dependência e consequente exposição ao capital externo. A implementação do II PND, no entanto, possibilitou um importante avanço na indústria pesada do Brasil, complementando o processo de substituição de importações de insumos básicos. (Fiori, 1992, p. 5)

Durante os anos 70, a economia mundial foi marcada por dois choques do petróleo, ocorridos em 1973 e 1979, derivados de um choque de demanda, provocando um aumento exponencial do preço do insumo. Tais crises tiveram como consequência um forte movimento de contração no mundo que resultou em baixa disponibilidade de financiamento, afetando negativamente o Brasil. Esse problema afetou particularmente as concessionárias do setor elétrico que necessitam de um alto nível de endividamento para financiar obras de expansão. As empresas do setor já começam a apresentar sinais de uma crise financeira em 1975, visto que as tarifas começaram a sofrer forte redução de seu valor real, explicado em grande parte pela alta inflação que vigorava no período.

Buscando seguir o plano desenvolvimentista e manter os níveis de crescimento econômico para o setor, o Estado passa a induzir as empresas estatais do setor elétrico a um endividamento externo progressivo para fazer frente ao seu programa de obras que encontrava muitas dificuldades para ser concluído, situação que vigorou de 1974 ao ano de 1979.

O país chega aos anos 80 afetado por um endividamento externo fora de controle e forte processo inflacionário, fatores que culminaram na chamada “Crise da Dívida Externa de 1982”. A alta taxa de juros adotada pelos Estados Unidos aumentou ainda mais a dívida das concessionárias, visto que os empréstimos foram realizados a juros flutuantes e levaram a uma inadimplência generalizada, tornando o arranjo institucional do setor elétrico brasileiro seriamente comprometido.

A partir da década seguinte há uma necessidade de se buscar novos mecanismos financeiros para viabilizar o desenvolvimento do setor e uma das alternativas apresentadas foi o de abrir o país ao capital externo e buscar a privatização de empresas de determinados setores estratégicos, como por exemplo, o elétrico e o de telecomunicações (Aguilar, 2007).

Desta forma, devido ao esgotamento da capacidade de investir do Estado se inicia um processo de abertura econômica, intensificado a partir de 1990 (Gennari, 2001).

A alternativa pela abertura econômica foi levada a diante e materializada através do PND (Plano Nacional de Desestatização), implementado no governo Collor (1990-92). O plano buscava uma mudança no papel exercido pelo Estado, a redução da dívida pública, a promoção da competição no mercado (visando uma melhoria na qualidade dos serviços e produtos oferecidos à população).

O papel do Estado na economia se alterou, adotando uma postura muito mais reguladora do que empreendedora. Segundo Castelar e Giambiagi (1992), esta mudança poderia ser justificada por fatores de ordem conjuntural e de natureza estrutural. Os primeiros estariam relacionados aos desajustes macroeconômicos ocorridos nos anos 80, derivados das crises energéticas na década anterior e refletidos em altas taxas de inflação e estagnação do produto. As tentativas do Estado em reverter a situação foram falhas, o que apresentou reflexo principalmente nas empresas estatais, tendo que contrair empréstimos externos para fechar seus balanços de pagamentos, além de ter que reduzir o preço de seus produtos e serviços, visando o objetivo maior do governo, o combate a inflação. Já os fatores de natureza estrutural estariam ligados a redefinição do papel do Estado e do setor privado.

A decadência do Estado em resolver as questões as quais estava associado na época, acompanhado do esgotamento do modelo de substituição de importações demonstrava que, naquele momento, tornava-se importante a presença das empresas privadas à frente dos investimentos de grande porte no país, enquanto que caberia ao Estado o papel de regular as mesmas para chegar a um modelo que tiraria o país da situação a qual se encontrava.

O modelo utilizado no setor elétrico brasileiro baseado no monopólio estatal se esgotou com a incapacidade de investimento por parte do Estado. Buscaram-se soluções objetivando a expansão do parque gerador e a modernização das linhas de transmissão. A privatização em segmentos do setor que não fossem caracterizados como monopólio natural (geração e comercialização) e uma atuação mais firme nos segmentos que possuísem tal característica (transmissão e distribuição) foi a solução encontrada.

I.1.1 O Processo de abertura do setor elétrico

Durante a década de 90 grandes transformações políticas, econômicas e institucionais ocorreram, tornando-se imprescindível analisar as leis promulgadas na época e de que forma estas contribuíram para a transformação do setor elétrico vigente até então.

O primeiro passo foi dado com a publicação do decreto 915/93, que autorizou a formação de consórcios para geração de energia elétrica: *“Art. 1º - Fica autorizada a formação de consórcios por empresas interessadas na geração de energia elétrica a ser utilizada nas respectivas unidades consumidoras.”*

Em seguida, já no governo Fernando Henrique Cardoso, iniciado no ano de 1994, foram editadas as Leis 8.987/95 e 9.074/95, consideradas os fundamentos básicos do processo de abertura do setor elétrico, iniciando o processo de abertura do setor ao capital privado. A primeira foi responsável por regulamentar o Art. 175 da Constituição Federal de 1988, e ficou conhecida como a “Lei das Concessões”, obrigando licitação para concessão da exploração de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e definindo os critérios para as mesmas. Já a segunda, foi responsável por complementar a primeira, assegurando o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, liberando os grandes consumidores para escolherem seus fornecedores de energia elétrica e estabelecendo a necessidade de criação de um órgão regulador para o setor. Desta forma foi responsável por criar a figura do Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

O Produtor Independente de Energia, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é: *“a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”*. Já o Consumidor Livre é caracterizado por: *“qualquer pessoa física ou jurídica que solicite à concessionária o fornecimento de energia elétrica e assuma a responsabilidade pelo pagamento das faturas e demais obrigações fixadas em regulamentos pela ANEEL.”*

A regulação do setor elétrico é um marco na reforma institucional do mesmo e é inclusive previsto na Constituição Federal de 1988, mais precisamente no Art. 174, que determina que: *“Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado”*.

De forma a exercer tais funções previstas na Constituição, o Estado criou um órgão regulador para o setor elétrico, independente politicamente, com autonomia decisória e financeira, buscando desta forma maior credibilidade e consequentemente, maior investimento para este mercado.

Surgiu então a ANEEL, criada como uma autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, através da Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996. O Art. 2º desta lei determina que: *“A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal”*. O órgão se configurou como uma forma de atrair os investidores, conferindo uma regulação ainda não existente no mercado de energia elétrica brasileiro e atraindo o capital que se fazia tão necessário naquele momento de reforma.

As privatizações que deveriam começar a ocorrer somente após a constituição de um marco regulatório para o setor começaram a ser realizadas antes do mesmo. Em 1995, por exemplo, ocorreu a privatização da ESCELSA, empresa de distribuição de energia no Espírito Santo, que marcou a retomada o programa de privatizações, iniciado por Collor, pelo presidente FHC. No ano de 1996 foi criada a ANEEL, através da Lei 9.247/96 (sendo implementada apenas em outubro de 1997), que estabeleceu regras gerais para o setor. Ou

seja, a privatização do setor elétrico foi iniciada antes da constituição de uma agência reguladora. (BATISTA, p. 10, 1998)

I.2 O Modelo FHC

Com a reestruturação do setor elétrico iniciado durante a década de 90, o governo FHC tornou-se o responsável pela reforma do mesmo, baseando esta na experiência britânica, visando a liberalização do mercado e a privatização dos ativos federais, contratando inclusive a consultoria “*Coopers & Lybrand*”, deste mesmo país, para auxiliar neste processo de mudança. Esta reforma foi marcada pela introdução de um regulador, um operador nacional do sistema atuando de forma centralizada, contratos bilaterais, mercado *spot* de energia, ou seja, de curto prazo e pela desverticalização das empresas nos sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

A proposta consistiu de um sistema híbrido entre contratos bilaterais e um Pool. Os contratos bilaterais consistiriam a maior parte das negociações, constituindo assim o chamado Ambiente de Contratação Livre de Energia (ACL), foco de estudo deste trabalho. Os eventuais ajustes na contratação de energia se dariam através de um mecanismo de realocação energética, efetuado pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE), através da Lei 9.648/98, funcionando como um sistema de liquidação raso e sendo responsável por gerar o preço *spot* da energia elétrica, que seria determinado por intervalos previamente definidos e separados por áreas de mercado, também definido como o preço da energia no mercado de curto prazo.

“O MAE tinha como objetivos o estabelecimento de um preço que refletisse, a cada período de tempo, o custo marginal da energia no sistema, de modo que este respondesse a alterações de oferta e demanda e sinalizasse a necessidade de novos investimentos. Esse preço serviria como base para contratos bilaterais de longo prazo destinados a reduzir a volatilidade dos preços”. (Ferraz, 2006, p. 54)

Alguns agentes tinham participação obrigatória no MAE, como os geradores de capacidade instalada superior a 50 MW e os comercializadores com carga superior a 100 GWh por ano. Já com relação aos agentes não obrigatórios destacam-se os consumidores com carga acima de 10MW, que podiam contratar livremente sua energia.

A Lei 9.648/98, segundo Aguiar (2007): “*atribui maior consistência à política de reformas ao reunir medidas dispostas em atos regulatórios anteriores, bem como as*

proposições resultantes do trabalho encomendado à Consultoria Coopers & Librand em 1997(...)”.

O Art. 2º da referida lei estabelece ainda maior flexibilização no julgamento da licitação, considerando os seguintes critérios presentes no § 1º:

- I - o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado;
- II - a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão;
- III - a combinação, dois a dois, dos critérios referidos nos incisos I, II e VII;
- IV - melhor proposta técnica, com preço fixado no edital;
- V - melhor proposta em razão da combinação dos critérios de menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado com o de melhor técnica;
- VI - melhor proposta em razão da combinação dos critérios de maior oferta pela outorga da concessão com o de melhor técnica; ou
- VII - melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas.

Além disso, o Art. 13 da lei supracitada cria a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), como uma pessoa jurídica de direito privado, fiscalizado e regulado pela ANEEL, que ficaria responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica pertencentes ao Sistema Integrado Nacional (SIN). Assim, apesar da existência de um novo órgão, o despacho continuava sendo centralizado. O referido artigo ainda apresenta ainda as atribuições da ONS:

- a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- b) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- c) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- d) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- e) propor à ANEEL as ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;
- f) a definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL.

Ficou estabelecido por esta lei a atribuição de liberdade de contratação aos consumidores livres (demanda contratada maior que 3MW e atendidos em tensão igual ou maior que 69kV). A lei ainda dispôs sobre a obrigatoriedade da comercialização de energia, através de contratos bilaterais de curto e longo prazo. Os primeiros seriam celebrados no mercado *spot*, estabelecido no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica. O preço da energia neste mercado deveria oscilar de acordo com o risco de déficit do sistema e com a capacidade de atendimento da demanda.

No mesmo ano, o Decreto nº 2.655 regulamentou a referida lei e definiu as regras de atuação para o MAE e para o ONS. O preço da energia no mercado de curto prazo, o preço *spot*, seria determinado de acordo com os seguintes fatores mencionados no Art. 13 deste decreto:

- I - a otimização do uso dos recursos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;
- II - as previsões das necessidades de energia dos agentes,
- III - o custo do déficit de energia;
- IV - as restrições de transmissão;
- V - a redução voluntária da demanda em função do preço de curto prazo;
- VI - as interligações internacionais.

O Operador Nacional do Sistema, regulado pela ANEEL, ficaria responsável pelo funcionamento do MAE de forma centralizada. O órgão iria operar o sistema através da criação de um programa de geração no qual seria possível identificar quais usinas seriam despachadas de modo a otimizar o sistema com o objetivo de minimizar os custos operacionais e visando o menor custo marginal possível; para tal, o órgão levaria em consideração todo o fluxo de energia, ou seja, a contratada previamente e a liquidada em tempo real pelo MAE. Dessa forma, os geradores sujeitos ao despacho centralizado pelo ONS não tem controle sobre seu nível de produção de energia, independentemente de seus contratos de venda de energia firmados com base em suas garantias físicas.

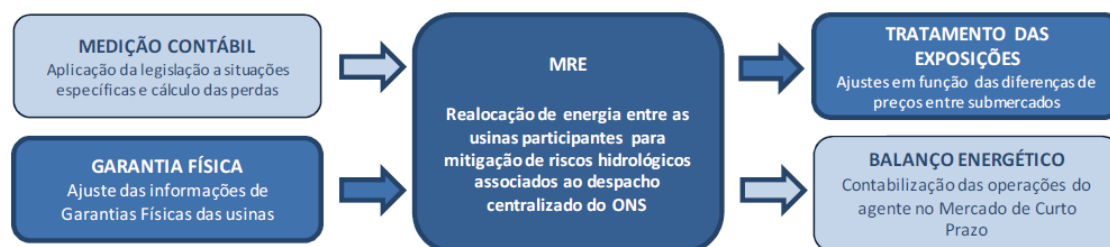
A matriz energética brasileira, predominantemente hídrica, torna o sistema elétrico do país muito suscetível à sazonalidade e ao regime de chuvas do país. A enorme dimensão territorial do país tem um importante aspecto com relação a este ponto, visto que há grandes diferenças hidrológicas entre as diferentes regiões, ou seja, enquanto uma localização passa

por um período seco, a outra passa por um período úmido, portanto há uma demanda permanente de energia elétrica entre tais regiões.

Objetivando uma melhor previsão do cenário hidrológico, diversas simulações em conjunto com a Eletrobrás passaram a ser realizadas visando prever o nível dos reservatórios em um cenário futuro. Constatou-se que, devido às variações hidrológicas, os geradores poderiam se encontrar numa situação futura de não conseguir cumprir os contratos celebrados. Devido a esta situação de risco criou-se Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que seria responsável por realocar energia do SIN em áreas que pudessem apresentar falta de energia, ou seja, ficaria como seu dever a transferência do excedente daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo. Além disso, o “mecanismo” tornou-se responsável pelo compartilhamento dos riscos financeiros entre seus participantes; risco este associado à comercialização de energia pelas hidrelétricas despachadas de modo centralizado e otimizado pelo ONS.

A figura abaixo apresenta como funciona esse mecanismo de maneira simplificada:

Figura 1: Módulo de Regras relativo ao MRE: Relação com o Cálculo de Exposição e Apuração das Diferenças.



Fonte: CCEE. Disponível em: Regras de Comercialização - Cadernos Vermelhos

I.3 A Crise Energética no Governo FHC

A falta de investimento no setor associada à hidrologia desfavorável culminou em uma grave crise de abastecimento no ano de 2001. A situação ainda tentou ser evitada com a criação do Programa Prioritário de Térmicas (PPT) em 1999/2000, através da complementaridade entre fontes hídricas e térmicas, entretanto não houve êxito. As evidências deixaram claras as dificuldades para o crescimento do Brasil, já que sem a infraestrutura

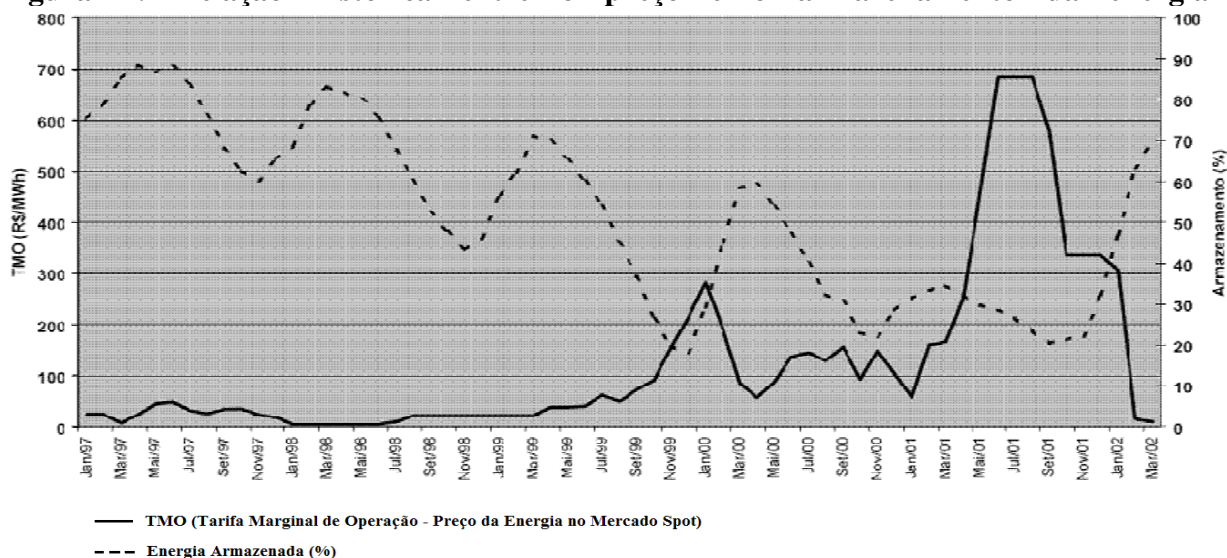
necessária seria inviável promover o desenvolvimento e o crescimento econômico desejado. Desta forma, a reestruturação do SEB tornou-se prioridade já no governo FHC.

Os reservatórios foram largamente explorados e diante da insuficiência de oferta a crise se agravou, culminando no racionamento de energia em 2001, com redução de até 20% no consumo, resultando em perdas de economia de escala e afetando ainda mais a expansão desejada.

A superestimação de energia firme do sistema, teve como consequência o baixo nível de preços *spot* – preço da energia no mercado de curto prazo - ao qual a energia passou a ser negociada. Fato que acabou sendo crucial para o desenvolvimento da crise, minando a atratividade de investimentos para o setor. Como a energia firme do sistema só era revisada de 5 em 5 anos, o baixo nível dos reservatórios não foi refletido nos preços, que se encontravam muito baixos. Esses motivos associados a situação hidrológica desfavorável foi responsável pela crise de abastecimento pela qual nosso país passou.

Essa situação pode ser visualizada na figura abaixo:

Figura 2: Relação histórica entre o preço e o armazenamento da energia



Fonte: AGUIAR apud CASTRO, 2007

CAPÍTULO II – A ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO ATUAL

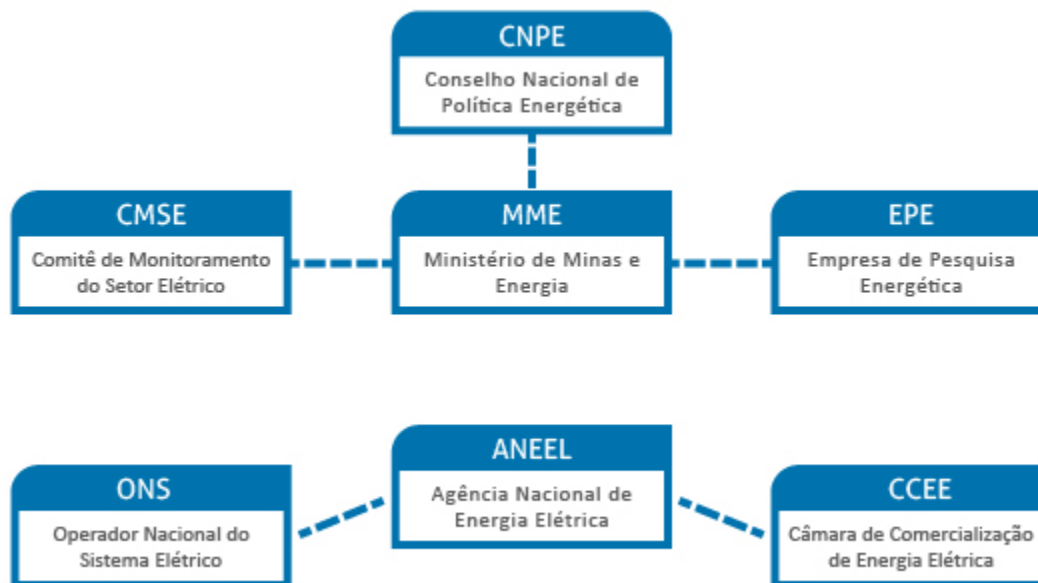
II.1 O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro – Governo Lula

A proposta do novo modelo para o setor veio com a ideia de mudar o formato organizacional do mesmo em julho de 2003, com o governo Lula reabrindo as discussões sobre o modo de funcionamento do SEB. Com o objetivo de planejamento energético foi divulgado através do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão de assessoramento do Presidente da república com a função de formular políticas e diretrizes de energia no país, uma nova proposta para a organização e regulamentação do sistema. Foi editada, então, em 15 de março de 2004, a Lei nº 10.848, que definiu o arcabouço do setor elétrico brasileiro, tendo como base três pilares: a modicidade tarifária através dos leilões de menor tarifa; a continuidade e qualidade do serviço através da segurança do suprimento e por último, os incentivos a expansão do serviço através da inclusão social como o programa “Luz para Todos”. O primeiro e o terceiro podem inclusive ser considerados contraditórios, visto que preços altos são uma das formas de atrair o setor privado e assim buscar a expansão do setor. (Ferraz apud Bandeira, 2006)

A Lei nº 10.847, editada no mesmo dia da supracitada, criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tendo como finalidade a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Já através da Lei nº 10.848, ficou estabelecido como se daria a comercialização de energia elétrica no novo modelo, que ficou definida mediante contratação regulada ou livre. Foi criada ainda Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), instituição responsável por substituir o MAE, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, cuja função é acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica no país. Este novo arcabouço legislativo foi responsável por consolidar o novo marco regulatório do setor.

A figura abaixo ilustra como ficou a organização institucional do setor elétrico com as reformas implementadas durante o governo Lula.

Figura 3: Modelo Institucional do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: CCEE, Disponível em: www.ccee.org.br (Com quem se relaciona – Instituições).

II.2 A Comercialização de Energia

A nova organização do setor transformou a forma como a energia era comercializada. Foram criados dois ambientes, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), destinado aos agentes de geração e distribuição de energia elétrica e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual podem participar agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia e consumidores livres. Conforme descrito, os agentes de geração podem vender energia nos dois ambientes, mantendo assim a competição que configura este setor.

A comercialização de energia elétrica em ambiente regulado é destinada ao atendimento de consumidores cativos por meio das distribuidoras, sendo estas supridas por geradores estatais ou independentes que vendem energia em leilões públicos anuais. Importante frisar que neste ambiente as comercializadoras só podem negociar energia nos leilões de energia existente (Ajuste e A-1).

Já a comercialização de energia elétrica em ambiente livre é destinada ao atendimento de consumidores livres por meio de contratos bilaterais firmado com produtores independentes de energia, agentes comercializadores ou geradores estatais; sendo que os últimos só podem fazer suas ofertas por meio de leilões públicos.

Os consumidores livres são os agentes que podem escolher livremente de quem adquirir energia elétrica, ou seja, neste ambiente há livre negociação entre os compradores e vendedores, com o preço acordado entre os agentes. Fisicamente tais consumidores estão sempre conectados à distribuidora local; já comercialmente, este pode adquirir energia de uma fonte que pode estar em qualquer ponto do SIN.

No Brasil, as comercializadoras, agentes que possuem um papel importante neste ambiente, dividem-se em dois tipos básicos: as independentes, desvinculadas de grandes grupos, com atuação geralmente agressiva, visando conquistar mercado, e as vinculadas, que atuam junto a grandes distribuidoras ou geradoras, com uma atuação mais defensiva, buscando minimizar a perda de consumidores cativos.

No início do processo de reestruturação do SEB, as comercializadoras eram vistas como atravessadoras, pensamento associado ao antigo modelo setorial anterior a reforma, com um ambiente monopolista e com pouca competitividade. Conforme o novo modelo foi se estabilizando, a importância de tais agentes começou a ter maior aceitação, visto que tais agentes tornaram-se responsáveis por trazer maior liquidez ao mercado, aproximando os geradores e consumidores, além de incentivar a competição e consequentemente a redução de preços. Além disso, as comercializadoras tornaram-se os agentes responsáveis por assumir o risco dos preços, prazos, crédito e performance dos agentes geradores e consumidores. Dessa forma, assessorando consumidores a migrar para o mercado livre e oferecendo possíveis vantagens de preços e condições mercadológicas, estes agentes acabaram por tornar-se intermediários de elevado nível de confiança e expertise entre os agentes de geração e consumo. (Augusto, 2007).

O autor citado ainda destaca como principais atividades das comercializadoras as descritas abaixo:

- i) Análise econômica financeira comparativa entre as modalidades de fornecimento de energia como Consumidor Cativo e como Consumidor Livre
- ii) Análise jurídica dos contratos firmados entre os consumidores e as distribuidoras locais
- iii) Apresentação de base legal e assessoramento para aqueles agentes que buscam a migração para o ACL.
- iv) Realização de cotações e leilões de compra de energia elétrica
- v) Emissão de relatórios mensais de comercialização de energia elétrica
- vi) Acompanhamento junto a CCEE e ao ONS para se adequar a mudanças de regras e procedimentos no mercado de comercialização
- vii) Determinação do tipo e montante das garantias a serem aportadas frente à CCEE.
- viii) Assessoria em todas as etapas envolvidas na obtenção dos contratos de conexão e uso de outros contratos que venham a ser necessários.

O modelo híbrido implementado, simultaneamente estatal e liberal, foi a maneira encontrada pelo governo para obter uma maior centralização administrativa, através, por exemplo, da centralização do despacho no ONS, e ao mesmo tempo buscando investimentos externos, dando credibilidade ao setor, respeitando regras e contratos estabelecidos no governo anterior.

A figura abaixo ilustra os dois ambientes:

Figura 4: A comercialização de energia elétrica no novo modelo do SEB



Fonte: CCEE, Disponível em: www.ccee.org.br

II.2.1 O Processo de Formação de Preço

A predominância hídrica na matriz elétrica brasileira, e a cada vez maior complementaridade do sistema com as usinas térmicas em momentos hidrológicos não favoráveis, levaram, naturalmente o setor elétrico a se basear em um modelo de otimização do uso dos recursos hídricos. Este se daria através da busca de uma solução ótima de equilíbrio entre o *trade-off* do uso dos reservatórios de água no momento atual e o benefício futuro de sua manutenção.

A crise de abastecimento em 2001 reforçou ainda mais a necessidade de um modelo organizacional que refletisse justamente esta questão do uso ótimo dos reservatórios. O resultado foi a criação de um sistema que calcula o Custo Marginal de Operação (CMO), que é obtido, segundo a CCEE, com base nas: “...condições hidrológicas, demanda de energia, preço do combustível, custo de déficit, entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão.” (CCEE, website)

O modelo de precificação deveria obter o despacho ótimo para o período em questão, definindo a geração hidráulica e térmica discriminadas por submercado, resolvendo o trade-off sobre o uso de água ao qual o sistema brasileiro está exposto. O CMO é calculado então através deste processo e fornece o custo marginal de produção de energia em cada submercado para cada patamar de carga

É baseado neste CMO que chegamos ao preço utilizado para valorar a energia comercializada no mercado de curto prazo, também conhecido como mercado spot, ou seja, aquele mercado cujas transações são feitas com pagamento à vista e entrega no curto prazo. Este preço, chamado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é determinado semanalmente para cada patamar de carga, sendo limitado por um preço teto e um mínimo, vigentes para cada período de apuração e para cada submercado (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte). Em seu cálculo, não são consideradas as restrições de transmissão internas de cada submercado, apenas as restrições de transmissão entre os submercados, de modo que o PLD seja único em cada região. Além disso, este cálculo é realizado ex-ante, considerando os valores declarados previstos para a geração de energia elétrica e os valores declarados pelos agentes distribuidores para o consumo.

O PLD tem uma grande importância para o funcionamento do modelo, é através dele que a CCEE, ao final do mês, após o registro e validação de todos os contratos, liquida as

operações de compra e venda de energia, alocando as sobras e déficits de energia às respectivas necessidades de cada agente.

II.2.1.1 O Processo de Liquidação das Diferenças

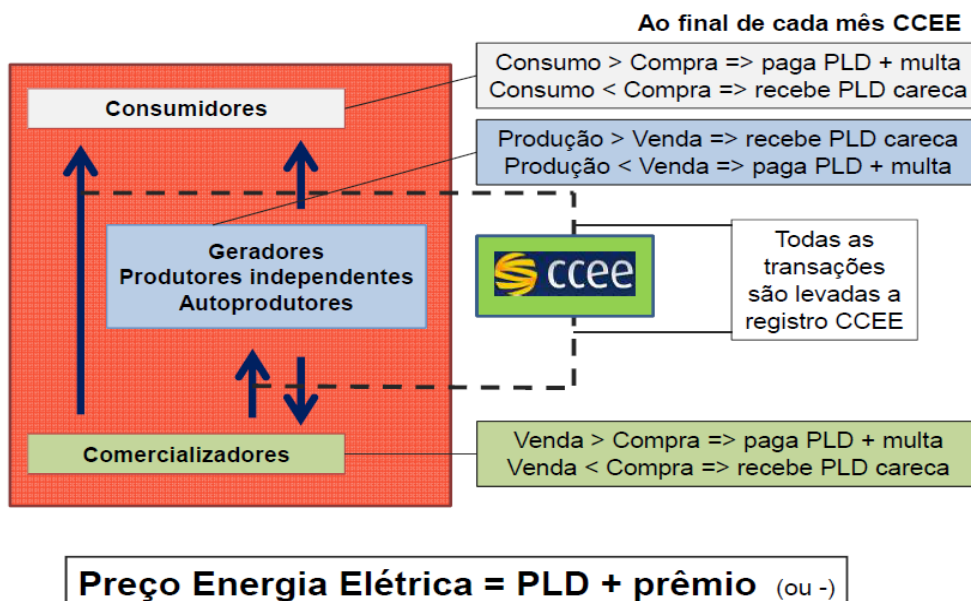
No processo de liquidação das diferenças a energia assegurada é tida como o lastro da operação de compra e venda de energia. No caso do ACR, a energia é comercializada em leilão e não há a possibilidade de se vender acima energia do lastro definido pela Aneel. Já no ACL, existe a possibilidade da venda de energia acima deste lastro.

Caso o agente gerador não tenha gerado o suficiente para honrar seus contratos, este poderá recorrer ao mercado livre para comprar seu déficit de energia e liquidar sua diferença. Caso este contrato bilateral de compra não ocorra, o produtor fica exposto à liquidação através do PLD, além do pagamento de uma multa. O processo é análogo para os agentes compradores e comercializadores, ou seja, caso o agente comprador tenha consumido mais que o contratado, terá que recorrer ao mercado livre para liquidar a diferença; caso isto não ocorra, fica exposto ao PLD e a multa.

As penalidades ocorrem nos casos de déficit energético, ou seja, quando o consumo é maior do que a energia contratada, resultando na liquidação desta diferença através do PLD. Além disso, o agente fica sujeito ao pagamento de uma multa à CCEE, que é calculada por meio do Valor Anual de Referência (VR), definido como o valor utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica, conforme descrito no art. 34 do Decreto nº 5.163, de 2004. A situação oposta é análoga, ou seja, se o agente responsável pela geração da energia produzir menos do que o valor contratado, este está sujeito ao pagamento da sobra energética pelo PLD, além do pagamento da multa.

A figura abaixo descreve de forma como funciona este processo:

Figura 5: O Processo de Liquidação das Diferenças.



Fonte: BRIX, Set/12, em trabalho apresentado no GESEL – UFRJ.

Todos os agentes estão expostos ao risco associado ao PLD. Ou seja, tanto aquele que produziu menos do que devia para honrar seu contrato, como aquele que consumiu mais do que o contratado estão expostos a tal risco. Por exemplo, se estivermos passando por um momento hidrológico ruim, para que o agente gerador sofra prejuízo basta que o Preço de Liquidação das Diferenças esteja abaixo do preço ao qual a energia foi contratada. Já para o agente comprador o raciocínio é oposto, sendo assim, se o produtor não cumprir sua parte do contrato e produzir menos que o contratado, basta que o PLD esteja acima do valor contratado para que o agente comprador sofra prejuízo.

II.2.2 O Ambiente de Contratação Regulado de Energia Elétrica

No ambiente regulado de energia elétrica busca-se a oferta de energia elétrica pela menor tarifa possível para o consumidor.

O processo começa com a identificação por parte da EPE de fontes geradoras de mais baixo custo e a aplicabilidade destas no atendimento ao consumidor, ou seja, busca-se uma solução ótima entre custo de geração e transmissão. O processo é concretizado através de leilões, em que o vencedor é aquele que apresentar a menor tarifa ao consumidor pela quantidade de energia demandada.

II.2.2.1 Leilões

Os leilões realizados no ACR são organizados pela CCEE, por delegação da ANEEL, e possuem um importante papel neste ambiente. As compras e vendas de energia são realizadas através de contratos que por sua vez são registrados na CCEE e possuem regulação específica para alguns aspectos, como o preço da energia (utilizando-se do conceito de um preço-teto) e o submercado de registro do contrato e a vigência do mesmo, que não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes. Por meio destes leilões, busca-se o menor preço possível da energia elétrica que será repassada ao público consumidor.

O mecanismo de funcionamento destes leilões funciona inicialmente através da agregação das demandas individuais por energia elétrica, formando então o chamado *pool* comprador. Tal *pool* será responsável por representar a demanda das distribuidoras (obrigadas a contratar 100% da energia necessária para atender a demanda de seus clientes), que adquirem então o somatório das quantidades solicitadas de energia elétrica. Quantidade esta comprada através de um custo médio ponderado de aquisição, único para todos os agentes.

Com o custo médio de aquisição já estabelecido, os agentes distribuidores desembolsam apenas a quantia equivalente à sua demanda solicitada, ou seja, o custo de aquisição multiplicado pelo preço do MWh; tal mecanismo é deveras importante para a organização do SEB da forma ao qual se encontra hoje, garantindo a socialização dos ganhos de comercialização entre as distribuidoras, promovendo a competição pelo lado da oferta e a busca pelo melhor preço e a otimização do sistema.

Todo o processo descrito acima começa com a identificação das fontes de geração de mais baixo custo por parte da EPE e sob a coordenação do MME, buscando a otimização do conjunto de custos tanto por parte da geração como dos sistemas de transmissão.

Com esses mecanismos, o governo brasileiro assegura a menor tarifa possível para o consumidor. Ou seja, ganha aquele que oferecer energia elétrica pelo menor preço por megawatt/hora para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras.

II.2.2.2 Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

O Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) é um contrato bilateral celebrado entre o agente vendedor e o agente distribuidor do ACR. O mesmo decorre tanto dos leilões de projetos já existentes como de novos empreendimentos de geração.

Esses tipos de contratos são especificados através de editais publicados para cada leilão especificamente, com cláusulas e condições não sujeitas a alterações por parte dos agentes. Os mesmos são divididos em dois tipos, os contratos por quantidade e os por disponibilidade. No primeiro caso, os geradores se dispõem a fornecer quantidade fixa de energia e assumem os riscos hidrológicos da operação energética, cabendo a estes todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Entretanto, no que tange aos riscos financeiros decorrentes, por exemplo, da diferença de preços entre submercados, deve haver mecanismos específicos para o rateio dos mesmos. Já com relação aos contratos por disponibilidades, os riscos hidrológicos e as eventuais exposições financeiras no mercado *spot* são assumidos pelos agentes compradores, ou seja, as distribuidoras; entretanto, os riscos decorrentes da variação do PLD neste mercado de curto prazo são repassados ao consumidor final, conforme mecanismo definido pela Aneel.

II.2.2.3 Contratos de Geração Distribuída

Com exceção da energia proveniente indicada no art. 14 do Decreto nº 5.163/2004, toda energia elétrica que provem de empreendimentos de agentes autorizados, permissionários ou concessionários conectados no sistema elétrico de distribuição do agente comprador torna-se o objeto deste tipo de contrato que, por sua vez, caracteriza-se por compra e venda de energia elétrica precedida de chamada pública promovida pelo próprio agente distribuidor.

II.2.2.4 Contratos de Ajuste

Os Contratos de Ajustes são realizados através de leilões, que por sua vez, são denominados de “A-1”, ou seja, são aqueles leilões realizados com o objetivo de complementar a carga de energia necessária para atendimento do mercado consumidor. O limite do montante de energia a ser leilado é de 1% da carga inicial do primeiro leilão, que

são os “A-5” e o “A-3”. Ou seja, esses leilões servem para corrigir alguns desvios que podem ocorrer com relação às previsões dos leilões anteriores, dessa forma, permite a adequação da contratação de energia pelas distribuidoras.

II.2.2.5 Contratos do Proinfa

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), coordenado pelo MME e gerenciado pela Eletrobrás, conforme descrito no Decreto nº 5.025, de 2004, surgiu objetivando o aumento da participação da energia elétrica produzida por unidades geradoras baseadas em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas que integrem o Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). Ou seja, busca aumentar a segurança e a confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro, através de uma diversificação da matriz energética nacional.

Toda a energia derivada deste programa tem contratação assegurada pela Eletrobrás por um prazo de 20 anos, em contratos que representam os montantes comercializados por esta na CCEE, garantindo assim um incentivo a participação dos agentes geradores de tais fontes no Proinfa.

II.2.2.6 Contratos de Itaipu

De acordo com a CCEE, os contratos de Itaipú contemplam a energia produzida pela usina, sendo comercializada no âmbito desta intuição pela Eletrobras por meio de contratos registrados no Sistema de Contabilização e Liquidação. Este modo de comercialização busca representar os efeitos da energia comercializada pela usina Itaipu Binacional e destinada aos agentes detentores de quotas-parte, ou seja, as distribuidoras

II.2.2.7 CER

De acordo com a CCEE:

“O mecanismo de contratação da energia de reserva foi criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de usinas

especialmente contratadas para esta finalidade - seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.”

A energia de reserva, cuja contratação acontece somente por meio dos Leilões de Energia Reserva, é exclusiva do mercado spot, sendo contabilizada e liquidada pela CCEE. Tais contratos são firmados entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, representando os consumidores tanto do ACL quanto do ACR.

II.2.2.8 Conuer

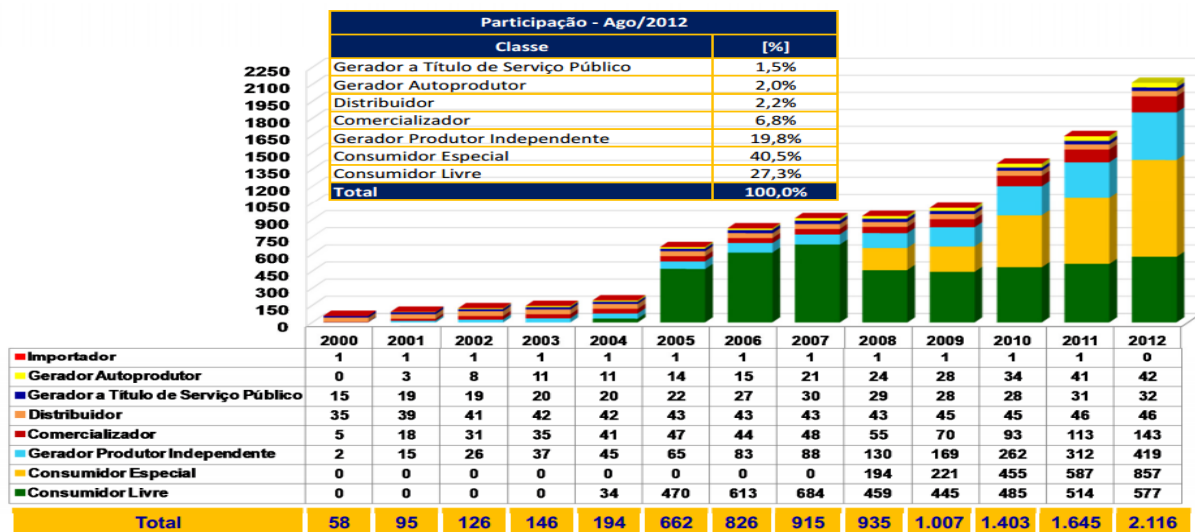
A CCEE defini os Contratos de Uso de Energia de Reserva da seguinte maneira: *“Os Contratos de Uso de Energia de Reserva (Conuer) são celebrados entre a CCEE e os agentes de consumo do ACR e do ACL (...), em decorrência dos Contratos de Energia de Reserva (CER).”*

II.2.3 O Livre Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

O mercado livre de energia vem apresentando um crescimento consistente ao longo dos últimos anos. Isso comprova os ganhos que este pode trazer a diferentes tipos de agentes do setor, como por exemplo as agentes consumidores cuja produção varia muito com o crescimento do país e outros fatores exógenos, como por exemplo a indústria de siderurgia.

A figura abaixo retrata esse crescimento, onde inclusive podemos perceber a grande proporção de consumidores:

Figura 6: Participação por agente na CCEE



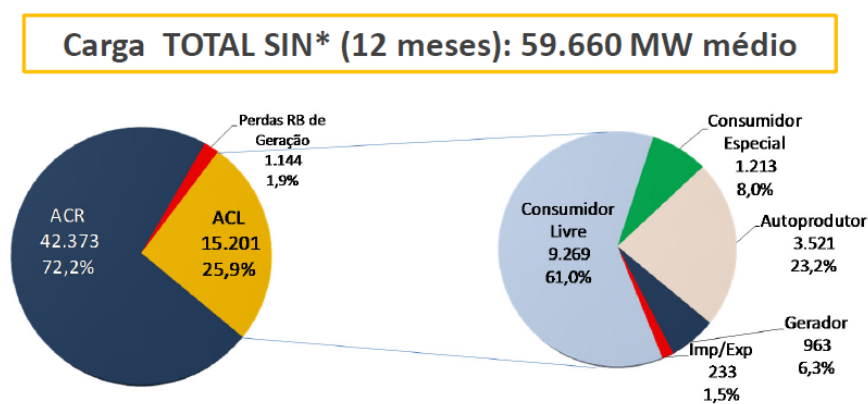
Fonte: CCEE, Informercado

Atualmente, cerca de 27% da comercialização de energia que ocorre no Sistema Integrado Nacional é proveniente do mercado livre.

O ACL ainda tem um grande potencial de crescimento. Algumas comercializadoras estimam que cerca de 28% do total de energia comercializada no ACR tem condições de migrar para o ambiente livre. Entretanto, grande parte deste potencial crescimento pode ter sido prejudicado, como veremos em 4.2

A figura abaixo ilustra a proporção de consumo de energia nos dois ambientes:

Figura 7: Consumo do mercado livre e cativo (jul/11 – jun/12)



Fonte: CCEE, Informercado

É por meio do Sistema Integrado Nacional que são realizadas as trocas de energia entre os submercados que constituem o mesmo, ou seja, Sul, Sudeste, Centro-Oeste e parte da região Norte. Ele congrega os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica e não abrange o território brasileiro por completo, vide a região amazônica, que integra o sistema isolado e não realiza troca de energia com os submercados, dependendo de seus próprios recursos energéticos. Devido a essas características torna-se possível transferir eletricidade de regiões onde haja excedentes para as que enfrentam escassez temporária.

De forma a tornar o entendimento mais claro, podemos apresentar o seguinte exemplo: um consumidor livre, estabelecido no Rio de Janeiro, adquire energia de um agente gerador estabelecido em Santa Catarina; neste caso, a energia elétrica que chega ao comprador não é exatamente a mesma que sai da usina. O comprador terá sua demanda abastecida pela energia proveniente do SIN, que já terá contabilizado a venda desse montante em seu sistema.

Como qualquer outra negociação de energia no setor elétrico brasileiro, a compra e venda de energia neste ambiente tem que ser registrada no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) da CCEE. Sendo assim, o vendedor registra o montante de energia em nome do comprador, que por sua vez, valida tal registro. Essa operação bilateral permite que a energia elétrica registrada na CCEE passe a compor o lastro de energia do agente comprador no processo de liquidação.

O SCL é o sistema responsável por efetuar todos os cálculos previstos nas regras de comercialização, o que permite a CCEE contabilizar, mensalmente, a energia produzida e a contratada, e dessa forma, poder verificar a diferença entre ambas e indicar em quais agentes serão alocadas as sobras de energia, realizadas através do PLD, conforme processo já descrito neste trabalho.

CAPÍTULO III – MUDANÇAS ORGANIZACIONAIS NO SEB

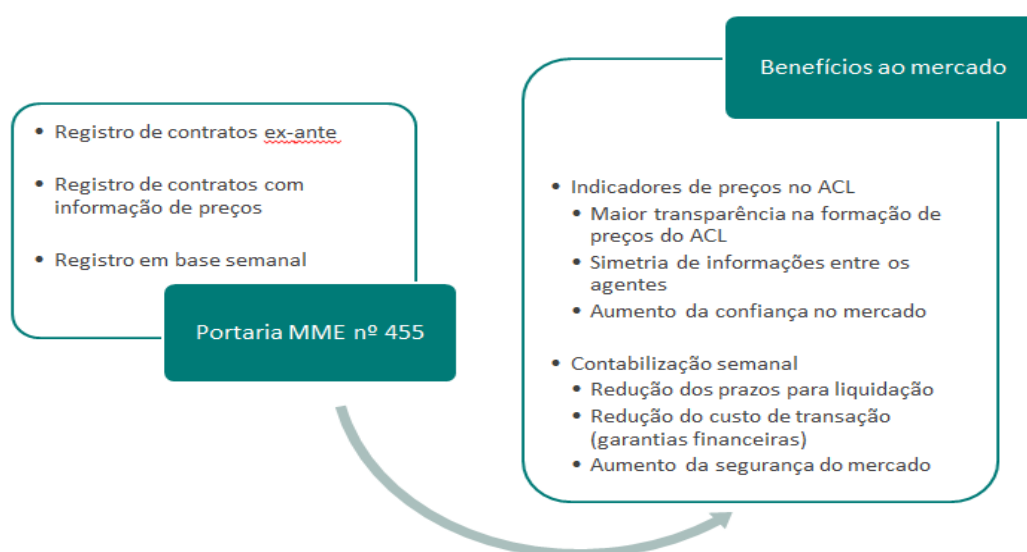
Explorado sob o regime de concessão, o parque gerador de eletricidade do país possui grande parte de suas usinas próximas do vencimento. Para tratar destas questões, em setembro de 2012, foi divulgada pelo governo a proposta de redução das tarifas do setor elétrico. A presidente Dilma tenta buscar através da renovação das concessões das usinas, que vencem entre 2015 e 2017, reduzir o custo da energia elétrica e incentivar setores produtivos, visto o processo de desindustrialização que o país vem sofrendo. Em 2004, quando ainda era ministra, os contratos foram renovados sem ônus para as concessionárias.

III.1 Portaria MME nº 455

A Portaria nº 455 visa alterar a forma e a frequência de registro de contratos de energia na CCEE, que deixa de ser mensal e ex-post e passa a ser semanal e ex-ante. Além disso, a portaria exige que as informações de preços contratuais sejam divulgadas no registro desses contratos, fato que facilitará a divulgação de um índice de preços para o setor

A CCEE enxerga diversas vantagens com esta portaria, vantagens essas que podem ser resumidas na figura abaixo divulgada pelo mesmo órgão:

Figura 8: Portaria MME n. 455



Fonte: CCEE

Entretanto, a Portaria nº 455 não resolve o principal problema do atual mercado livre de energia elétrica, que é o sistema de garantias da CCEE. Além disso, deixa de abordar outros pontos importantes que trariam mais liquidez e competitividade para o mercado.

Ela retira a possibilidade do consumidor de contratar ex-post, permitindo apenas a contratação ex-ante. Isto obriga o consumidor a adquirir contratos com flexibilidade no mercado livre, que por sua vez são contratos mais caros, elevando o preço da energia, que por outro lado vai contra uma das diretrizes do SEB, a modicidade tarifária. A tarefa de saber ex-ante qual será o consumo da semana seguinte é praticamente impossível para o consumidor, visto que este está suscetível a diversos problemas, como por exemplo, a quebra e avaria de máquinas de linhas de produção. (MEDEIROS, 2012)

A CCEE busca ainda a criação de um índice de preços para o mercado. Entretanto, os contratos registrados na instituição não são padronizados e não refletem um momento específico de negociação. Dessa forma, a divulgação de índices de preços de contratos pela CCEE perde o sentido, visto que estes devem ser baseados em contratos padronizados negociados em bolsas ou em balcão organizado.

A Portaria não trata da venda de excedentes dos consumidores livres. Um consumidor livre, que tem uma forte redução em sua carga e que tenha contratado no longo prazo, é obrigado a liquidar sua sobra de energia no PLD na CCEE, o que, na maioria das vezes, não é vantajoso.

Não resolve a assimetria existente no mercado, onde os consumidores livres são obrigados a estar 100% contratados, caso contrário, ficam sujeitos a pesadas multas, ao passo que os geradores não precisam vender suas sobras de geração, pois são liquidados a PLD na CCEE.

III.2 Recentes Mudanças Legislativas – MP 579

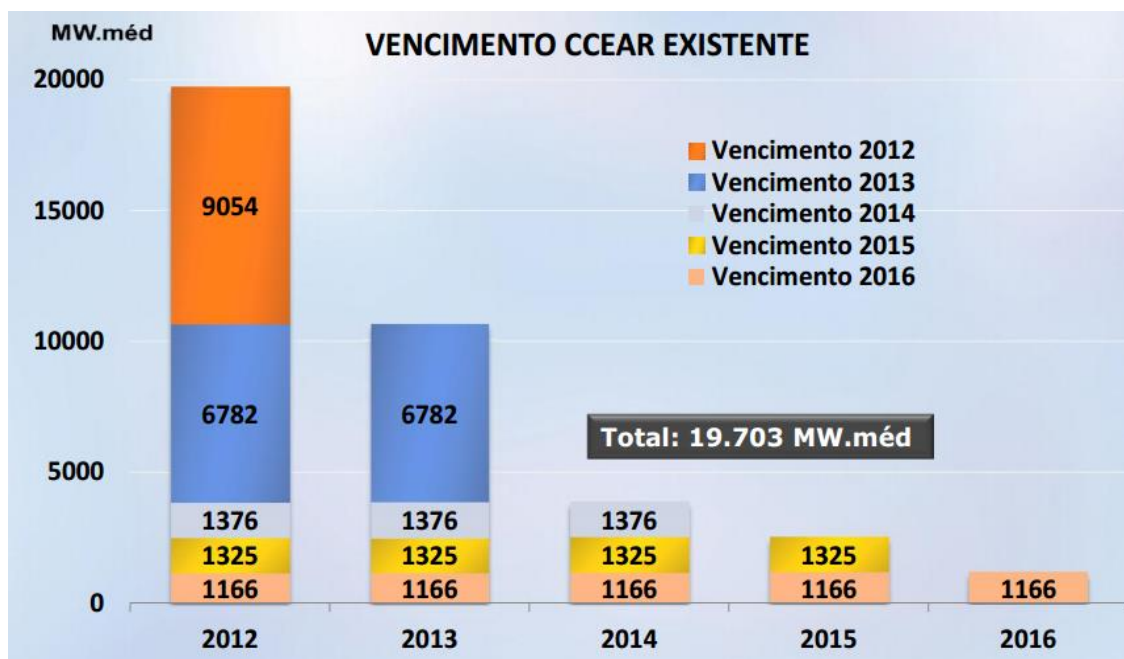
Em 11 de Setembro de 2012 o governo lançou a Medida Provisória 579 que tratava da destinação a ser dada às concessões do setor que estavam a ponto de vencer. De acordo com o marco legal até então em vigor, o governo deveria retomar as concessões e, em seguida, através de leilão, realoca-las. Entretanto, através da MP 579 o governo optou por prolongar as concessões existentes que vencem entre 2015 e 2017 de forma antecipada.

O objetivo pleiteado pelo governo é garantir uma redução significativa nas tarifas de energia e nos encargos cobrados, visando desta forma a modicidade tarifária. As concessionárias que possuem concessões vincendas no prazo determinado pelo governo têm a opção de renovar ou não seu contrato. Ao optar pela primeira opção a empresa começa a receber uma remuneração menor pelo seu serviço desde agora, tendo esta garantida até o final do novo contrato; por outro lado, ao optar por não renovar o contrato de concessão, a empresa continua recebendo a mesma remuneração até o final do contrato atual, entretanto, ao final deste, a concessionária deve devolver este ativo à União. De qualquer forma haverá uma mudança fundamental no papel dessas empresas, passando de proprietárias a simples administradoras de suas antigas usinas. Assim, no momento da renovação estas passarão a ser remuneradas somente pelos custos com operação e manutenção das usinas, o que se refletirá em uma grande perda de capacidade de investimento.

O governo justificou tal escolha com o argumento de que a população brasileira não deveria continuar a pagar um preço elevado pela energia que já foi amortizada. Entretanto, diversas usinas ainda não foram amortizadas completamente. Como sabido, ao longo da vida útil de uma central ou linha de transmissão diversos investimentos são realizados para que essas possam continuar a funcionar adequadamente. Para reembolsar esses gastos o governo decidiu utilizar fundos da Reserva Global de Reversão (RGR), encargo pago pelas concessionárias com a finalidade de indenizá-las ao fim de suas concessões. Contudo, o valor estimado pelo governo foi considerado extremamente baixo por diversas concessionárias que provaram ter direito a receber indenizações por um valor muito superior ao previsto inicialmente.

Um dos fatores que se acredita terem estimulado a decisão do governo foi o fato do vencimento das concessões coincidir com o vencimento dos CCEAR dos leilões de energia existente, conforme demonstrado na figura abaixo:

Figura 9: Vencimento dos CCEAR



Fonte: Andrade & Canellas, 2012

A MP 579 ainda estabelece um regime de alocação de cotas para as distribuidoras de energia elétrica direcionando toda a energia proveniente destas concessões para o mercado regulado, além de introduzir novas regras para o mercado livre, conforme descrevemos em detalhe abaixo:

a) Toda a energia proveniente da renovação das concessões vai para o mercado cativo. Os consumidores que estão contratados no mercado livre, não terão o mesmo benefício da redução do preço da energia que os consumidores cativos. Somente a redução dos encargos (RGR, CCC e CDE) irá beneficiar tanto os consumidores livres quanto os cativos. Portanto, não houve um tratamento isonômico para todos os consumidores, com destaque para as grandes indústrias, que na sua grande maioria, são consumidores livres. Dessa forma, a redução no custo de energia para as grandes indústrias é bem menor que a informada pelo governo. Ou seja, as indústrias, contratadas no ACL, que representam grande parte do consumo nacional não serão atingidas totalmente pela redução tarifária, o que demonstra uma falha na condução do processo de redução do custo da energia elétrica, visto que esta acabaria se refletindo também nos preços dos produtos gerados por tais indústrias.

b) Há ainda dois pontos importantes de que trata a MP 579 que fogem ao escopo da renovação das concessões e que trazem importantes mudanças ao mercado livre de energia: Todo o excedente de energia elétrica não consumida pelas unidades consumidoras do titular

de concessão de autoprodução será liquidado no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD); Os consumidores especiais (carga entre 0,5 e 3 MW), após ingressarem no mercado livre, só poderão retornar para o mercado cativo após cinco anos (o prazo anterior era de 180 dias). Ou seja, a MP 579 criou um desincentivo à migração dos agentes ao mercado livre. Caso o consumidor em questão não veja benefícios ao ingressar no mercado livre, terá que esperar 5 anos para voltar ao mercado regulado, desta forma a decisão de migrar torna-se muito mais complexa e passa a envolver riscos muito mais elevados.

III.2.1 Lei 12.783, de 11 de Janeiro de 2013

A Lei 12.783 veio para consolidar a MP 579. Publicada no dia 14 de janeiro de 2013 no DOU, apresenta algumas diferenças com relação ao texto original da MP 579. Buscando assegurar a redução média de 20,2% nas tarifas de energia para os consumidores, o governo reduziu de 0,5% para 0,4% a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) da Aneel. Isso provocou uma perda de arrecadação para o órgão regulador e, ao mesmo tempo, trouxe um benefício ao Tesouro, ao reduzir o valor que com o qual ele terá que arcar para financiar a redução da tarifa energia, dado que a Aneel e o Tesouro irão dividir os custos necessários para que a redução da tarifa atinja o valor desejado pelo governo. Outra novidade foi a introdução de um artigo permitindo aos consumidores livres vender a energia não utilizada no mercado.

Alguns artigos, entretanto foram vetados, como o que obrigaria a ANEEL a devolução dos recursos da TFSEE não utilizados. O governo alegou como institucional o ressarcimento, visto que se constituiria como devolução de tributo. Outro veto foi com relação à delegação da responsabilidade sobre a saúde e a segurança dos trabalhadores do setor elétrico para a Aneel.

Outro ponto vetado pela presidente foi o desconto em um encargo para usinas hidrelétricas leiloadas antes de 2004, ou seja, na época em que o critério para vencer os leilões não era o de menor tarifa oferecida ao consumidor, mas o de maior valor oferecido ao governo; o argumento do governo foi de que o Tesouro Nacional teria que arcar com a diferença.

A Lei 12.783 ainda prevê que o sistema de contratação de energia proveniente de usinas de biomassa e eólica passe a incorporar também as termelétricas estratégicas que vençam daqui em diante, ou seja, que possam ser contratadas diretamente como energia de reserva,

sem ter que passar por licitação. A partir desta lei, as usinas térmicas que forem contratadas com energia de reserva receberão uma remuneração fixa mesmo não sendo despachadas; em caso de despacho, serão remuneradas pelo valor gasto com o combustível. (SEESP, 2013)

III.3 Resolução Normativa nº 531

Uma outra mudança da legislação do setor foi realizada com a edição da Resolução Normativa nº 531, do dia 17 de janeiro de 2013. A Resolução alterou as regras de garantias para os agentes do ACL.

A Resolução busca garantir a segurança das operações de curto prazo, monitorando os agentes participantes da CCEE e buscando indícios como as exposições financeiras negativas para o mês de referência dos agentes. Se comprovado, o risco de operação destes agentes torna-se muito maior, o que levará a instituição a tomar as medidas preventivas necessárias para garantir a segurança das operações.

Dessa forma, caberá a CCEE, a cada ciclo de contabilização e liquidação financeira do mercado de curto prazo, calcular o valor da garantia financeira a ser aportada por cada agente da CCEE; valor este calculado com base na já mencionada exposição financeira negativa do agente, somada a um acréscimo de 5%. Em caso de não cumprir com o aporte da garantia, será aplicado ao agente uma multa pela CCEE, correspondente a 2% do valor não aportado e esta será lançada na liquidação financeira de penalidades. Já no caso de mora, será acrescido ao débito remanescente juros de 1% ao mês, sendo corrigido pela inflação através do IGP-M.

Em cada um desses ciclos caberá a CCEE a verificação da condição de adimplência de cada agente vendedor, em termos do aporte destas garantias financeiras, com a finalidade de efetivação do registro de seus contratos de venda. Caso estas garantias não sejam pagas, a Câmara deverá promover ajustes nos volumes de energia elétrica associados a seus contratos de venda validados pelo agente comprador.

A CCEE espera ainda que, já no segundo semestre de 2013, instituições financeiras ou grandes bancos passem entrem como fiadores dos agentes. A medida em questão traria muitos benefícios ao mercado elétrico brasileiro, aumentando a segurança sistêmica através da redução da inadimplência. Entretanto, tais instituições exigiriam algo como garantia, que poderia ser inclusive o controle de uma usina geradora, o que sem o expertise necessário pode, por outro lado, trazer alguns problemas ao setor. (BEZUTTI, Jornal da Energia, 2013).

CAPÍTULO IV – A SITUAÇÃO HIDROLÓGICA DE 2013 E OS IMPACTOS DAS RECENTES MUDANÇAS LEGISLATIVAS

As medidas anunciadas afetaram o mercado de forma violenta, gerando muitas incertezas nas expectativas dos investidores e derrubando o valor das empresas do setor elétrico. As ações da maioria das empresas do setor eram até então vistas como sendo seguras e ainda pagavam bom nível de dividendos. Além terem suas receitas radicalmente reduzidas, a ingerência do governo que trouxe grande instabilidade ao setor, aumentando de maneira significativa o risco regulatório. Consequentemente, o valor de mercado das empresas afetadas caiu drasticamente.

Conforme apontado pelo jornal O GLOBO, em 11/01/2013, entre o dia 6 de setembro de 2012, data em que o governo informou que iria reduzir as tarifas, até a data da publicação da matéria, houve uma queda de 18,03% de valor das 34 empresas de capital aberto do setor elétrico. A notícia ainda informa que, segundo a consultoria Econômica, a queda foi de R\$ 37,23 bilhões.

Cemig, Cesp, Celesc, Copel e Celg foram empresas que não aceitaram a renovação das concessões justificando, entre outros motivos, uma indenização abaixo daquela esperada pela empresa, fato que pode comprometer a redução anunciada pelo governo em setembro de 2012.

Desde que se iniciou o quarto trimestre do ano de 2012 o Brasil passou a apresentar uma forte queda no nível de seus reservatórios, resultado de um prolongado período de seca que provocou o esvaziamento dos reservatórios a níveis não observados desde a crise energética de 2001. Entretanto, contrariamente ao cenário de 12 anos atrás, atualmente o país conta com quase o dobro de usinas termelétricas.

Conforme já apresentado neste trabalho, estas usinas termelétricas funcionam como um *backup* do nosso sistema, garantindo a segurança do sistema e minimizando os riscos de racionamento ou de apagões. O fato de estarmos entrando em um ano crítico com relação ao nível dos reservatórios levou ao acionamento da base térmica fora da ordem de mérito, fazendo com que o Encargo de Serviço de Sistema (ESS), encargo que visa garantir a segurança do suprimento de energia para o país, remunerando os geradores térmicos, ultrapasse os R\$ 4 bilhões entre outubro de 2012 e abril de 2013.

As distribuidoras, por sua vez, poderão não ter caixa para arcar com este enorme custo causado pela compra de energia térmica, o que pode levá-las a enfrentar problemas em seu fluxo de caixa, visto que estas só podem repassar tais custos para o consumidor na data de aniversário de seu reajuste tarifário. Ou seja, os agentes distribuidores arcarão com um enorme custo a ser pago em um prazo de 30 dias e só receberão o ressarcimento parcelado em doze parcelas, a ser iniciado na data já mencionada. Cabe ainda mencionar que aquelas distribuidoras que aceitaram a renovação das concessões pela Lei 12.783/2013, arcarão, a partir de agora, com o risco do PLD, ou seja, expostas à curto prazo pelo risco hidrológico do sistema.

A este cenário hidrológico muito desfavorável somaram-se as diversas transformações institucionais já mencionadas. Dessa forma, buscaremos resumir abaixo as principais críticas com relação às medidas propostas pela MP 579 e em quais pontos e como esta afeta o atual modelo organizacional do setor.

O SEB tem sua base fundamentada nos cinco pontos descritos abaixo por Lohbauer e Santos (2012):

- i) Competição na Geração
- ii) Planejamento centralizado e garantia da segurança do suprimento de energia elétrica;
- iii) Coexistência de dois ambientes de contratação de energia, um Livre (ACL) e outro Regulado (ACR);
- iv) Desvinculação do serviço de distribuição de qualquer outra atividade;
- v) Modicidade tarifária.

Com a introdução das mudanças analisadas ao longo de nosso trabalho, verificamos que cada um dos pilares supracitados foi afetado:

i) Fim da competição ex ante, por meio de leilões, e ex post, pela venda de energia no ACL, visto que com a prorrogação das concessões, as empresas concessionárias geradoras entregarão toda a energia gerada às distribuidoras no ACR, que por sinal ficarão responsáveis por esta cota de energia, ficando expostas ao mercado spot. As geradoras serão remuneradas por tarifas que ainda serão definidas pelo poder concedente.

ii) Com a enorme alocação de energia no ACR, toda a energia passará a ir direto para as distribuidoras e o sistema de leilão ficará prejudicado, visto que, a oferta se tornará muito alta para a demanda, até porque estas distribuidoras já estão sobre contratadas, situação retratada pelo adiamento dos leilões A-3 e A-5.

iii) Ao alocar energia exclusivamente no mercado regulado, a MP provocou uma redução da oferta no ACL e redução considerável do custo da energia no ACR. Ou seja, apesar da redução da oferta, o ACL não poderá responder com aumento de preços, já que haverá pressão para redução do custo devido ao que ocorrerá no mercado regulado. Além disso, a MP alterou os prazos de migração entre os mercados livre e regulado para os consumidores especiais, aumentando este para cinco anos, o que dificulta a probabilidade de tais agentes migrarem para o ACL.

iv) A garantia física das usinas que optarem pela renovação será alocada às distribuidoras através de cotas, assim, tais agentes terão uma determinada quantidade de energia elétrica que serão de sua propriedade por 30 anos, o que de certa forma, vincula os agentes distribuidores ao risco hidrológico. Portanto, a MP 579 atribuiu o risco hidrológico às distribuidoras, o que acaba as equiparando, de certa forma, a um agente gerador. Tais mudanças podem quebrar a desvinculação do serviço de distribuição das outras atividades, visto que podem acabar influenciando tais agentes a considerar a “venda” de energia como outra fonte de renda.

v) A modicidade tarifária por sua vez, principal motivação do governo para a realização da Medida Provisória, ainda pode ser debatida. Apesar de buscar a redução do custo de energia elétrica, a MP 579/12 provocou diversas mudanças no setor, entretanto, há que se analisar se tais mudanças podem reduzir o interesse dos agentes privados no setor e minar a capacidade de investimentos em energia elétrica no país. O que se de fato ocorrer, pode acabar representando um custo muito maior para a sociedade do que a redução das tarifas pôde trazer como benefício. (Lohbauer et al, Set/2012)

Está ocorrendo uma grande intervenção estatal no setor, o que afeta a confiança do investidor, vide o dilema regulatório “Independência x Credibilidade” do sistema. Tal fato se apresenta como uma ameaça a estabilidade jurídica deste setor na economia, visto a possibilidade de quebra de renovações automáticas de contrato.

CONCLUSÃO

Conforme exposto ao longo deste trabalho, o sistema elétrico brasileiro passou por duas grandes reformas, uma durante o Governo Fernando Henrique e outra durante o Governo Lula, cujo modelo adotado continua em vigor. Entretanto, estamos passando por um terceiro momento de fortes mudanças, promovido principalmente pela promulgação da Lei 12.783 que já impactou os papéis dos atores do setor elétrico, assim como o valor de mercado das empresas elétricas de forma violenta.

Com o objetivo de promover uma redução tarifária na energia, o governo propôs às concessionárias de geração e transmissão, com vencimento entre 2013 e 2017, a opção de renovar estes ativos. Estas empresas tiveram que optar por manter a concessão e devolvê-la à União ao final do contrato (sendo mantidas as tarifas atuais) ou pela renovação destes contratos, sendo associados a uma forte queda nas receitas auferidas desde já, além de uma indenização. Entretanto, o modo como o governo conduziu a situação foi desfavorável para as empresas, visto que não houve uma consulta pública anterior ao anúncio da MP 579 e o marco regulatório em vigor foi claramente desrespeitado. As empresas que optaram pela não renovação tinham expectativas altas acerca das indenizações que acabaram não se concretizando. A base de remuneração da parcela dos ativos não amortizados (valor que serve de base para o cálculo das indenizações), divulgada pelo governo, foi muito menor que o esperado, penalizando ainda mais o valor de mercado dessas empresas. O objetivo de reduzir a conta do consumidor final foi legítimo, mas o modo como o processo foi conduzido para atingi-lo foi inesperado, o que reverteu muitas expectativas do mercado.

Este atual processo de reforma do setor traz sérias implicações ao desenvolvimento do mercado livre de energia, que em alguns países já responde por grande parte do total de energia consumida. Outro ponto de destaque é o aumento da incerteza por parte dos investidores, principalmente os externos, responsáveis por injetar significativas quantias de capital no setor. Dessa forma, ao provocar constantes alterações no modelo organizacional, ao cenário futuro torna-se cada vez mais incerto, o que espanta os capitais externos, reduzindo o fluxo de capital e comprometendo seriamente o valor de mercado dessas empresas. Sendo assim, é preciso recuperar a confiança dos investidores externos e buscar a volta deste capital ao setor. Entretanto, essa questão esbarra na falta de credibilidade provocada pelas intervenções do governo no setor.

O ACL que vinha em constante evolução desde sua criação, torna-se ameaçado pela intervenção do governo através deste novo marco regulatório. A alocação de toda a energia das usinas com concessões renovadas e das novas usinas diretamente para o ACR mina a disponibilidade de oferta no mercado livre, que já estará sofrendo pressão por parte do regulado devido ao corte nas tarifas. Dessa forma, a decisão de migrar para o mercado livre por parte dos agentes torna-se seriamente comprometida, visto a possibilidade de encontrar preços maiores neste ambiente. Outro fato agravante foi a extensão do período que passou a ser requerida ao agente antes que ele possa migrar de um ambiente de contratação à outro. Esse aumento de rigidez provoca perda importante de dinamismo para o mercado e prejudica a concorrência no setor. Dado o longo período que deverá permanecer em cada mercado a migração entre mercados comporta riscos mais elevados para os agentes.

Dessa forma, as últimas mudanças introduzidas no setor elétrico trouxeram muita insegurança, tanto para os investidores como para as empresas, além de ter criado um cenário de incertezas para os agentes do mercado livre. O favorecimento do ACR em detrimento ao ACL segue no caminho oposto ao desenvolvimento natural do setor elétrico, que apontava para um forte aumento do mercado livre de energia. A manutenção do crescimento do mercado livre de energia propicia maior transparência e competitividade, promovendo a constante busca por eficiência e inovação, e dessa forma gerando maior estímulo aos investimentos. Além disso, um aumento da competitividade ao estimular a queda dos preços beneficiaria todos os consumidores de eletricidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Análise Econômica. Ano 18, n.33: Rio Grande do Sul, UFRGS, mar. 2000.

AGUIAR, F. L. **Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: análise da capacidade de atração de capital privado para investimentos em geração de energia hidrelétrica**. São Paulo, 2007.

AUGUSTO, Á. **O Livre Mercado de Energia Elétrico Brasileiro**, fev. 2007. Disponível em <http://alvaroaugusto.blogspot.com.br/2007/02/o-livre-mercado-de-energia-eltrica.html>. Acesso em: 20 dez. 2012.

BANDEIRA, F. **Análise das Tarifas, da Qualidade e da Abrangência da Prestação do Serviço Público de Fornecimento de Energia Elétrica nas Regiões do Brasil**. Consultoria Legislativa. Distrito Federal, Nov. 2011. Disponível em: http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/8928/analise_tarifas_bandeira.pdf?sequence=1>. Acesso em: 11 abr. 2013

BATISTA, R. O. **Resultados e Perspectivas do Programa de Desestatização do Setor Elétrico Brasileiro**. Washington – DC, Abril/1998.

BEZUTTI, N. Novas regras de garantias para o ACL entram em vigor. **Jornal da Energia**, São Paulo, 17 Jan. 2013. Disponível em: http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=12309&id_secao=13>. Acesso em: 25 jan. 2013

BORN, P. **CCEE – Situação Atual e Evoluções Workshop Andrade&Canellas 2012**. 17 de Agosto de 2012.

BRASIL. Constituição Federal (1988). Constituição da República Federativa do Brasil: promulgada em 5 de outubro de 1988. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Acessado em 10 dez. 2012

BRASIL. Decreto Nº 915 de 6 de Setembro de 1993. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 6 de Setembro de 1993. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1990-1994/D0915.htm>. Acessado em 17 de Dezembro de 2012.

BRASIL. Lei Nº 8987 de 13 de Fevereiro de 1995. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 13 de Fevereiro de 1995. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm>. Acessado em 15 de Dezembro de 2012.

BRASIL. Lei Nº 9074 de 07 de Julho de 1995. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 07 de Julho de 1995. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm>. Acessado em 15 de Dezembro de 2012.

BRASIL. Lei Nº 9427 de 26 de Dezembro de 1996. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 26 de Dezembro de 1996. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm>. Acessado em 15 de Dezembro de 2012.

BRASIL. Lei Nº 9648 de 27 de Maio de 1998. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 27 de Maio de 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648compilada.htm>. Acessado em 15 de Dezembro de 2012.

BRASIL. Decreto Nº 2655 de 2 de Julho de 1998. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 2 de Julho de 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm>. Acessado em 17 de Dezembro de 2012.

BRASIL. Lei Nº 10847 de 15 de Março de 2004. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 15 de Março de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm>. Acessado em 15 de Dezembro de 2012.

BRASIL. Lei Nº 10848 de 15 de Março de 2004. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 15 de Março de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acessado em 15 de Dezembro de 2012.

BRASIL. Decreto Nº 5163 de 30 de Julho de 2004. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 30 de Julho de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm>. Acessado em 17 de Dezembro de 2012.

BRASIL. Decreto Nº 5025 de 30 de Março de 2004. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 30 de Março de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm>. Acessado em 17 de Dezembro de 2012.

BRASIL. Medida Provisória Nº 579 de 11 de Setembro de 2012. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acessado em 23 de Setembro de 2012

BRASIL. Lei Nº 12783 de 11 de Janeiro de 2013. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 11 de Janeiro de 2013. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm>. Acessado em 20 de Janeiro de 2013.

BRASIL. Resolução Normativa nº 531 de 21 de Dezembro de 2012. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 17 de Janeiro de 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012531.pdf>>. Acessado em 20 de Janeiro de 2013.

CASTELAR; GIAMBIAGI. **As empresas Estatais e o programa de privatização do governo Collor**, Rio de Janeiro, 1992, v. 22. N.2.

CCEE. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_afzLoop=222822789779000&_afzWindowMode=0&_afzWindowId=k0qewvg5h_47#%40%3F_afzWindowId%3Dk0qewvg5h_47%26_afzLoop%3D2228227897790

[00%26_afrWindowMode%3D0%26_adf.ctrl-state%3Dk0qewvq5h_67>](#). Acessado em 9 abr. 2013

FIORI, J.L. **Para repensar o papel do Estado sem ser um neoliberal**. Revista de Economia Política, Rio de Janeiro, 1992, vol.12, n.1(45).

FERRAZ, R. C. M. **Regulação dos Mercados de Energia Elétrica: Estudo dos Casos Britânico, Norueguês e Brasileiro**. Brasília, 2006.

FRÓES, W. **Ampliação do mercado livre de energia elétrica: ainda chegaremos lá**. 16 Nov. 2011. Canal Energia. Disponível em: <http://www.cmuenergia.com.br/admin/noticias/CanalEnergia.pdf>>. Acessado em: 10 abr. 2013.

GENNARI. Globalização, **Neoliberalismo e Abertura Econômica no Brasil nos Anos 90**. PESQUISA E DEBATE, SP, v. 13, n. 1(21), p. 30-45, 2001

Governo reduz taxa da Aneel para garantir redução na conta de luz. **SEESP**, São Paulo, 15 Jan. 2013. Disponível em: <http://www.seesp.org.br/site/imprensa/noticias/item/3591-governo-reduz-taxa-da-aneel-para-garantir-redu%C3%A7%C3%A3o-na-conta-de-luz.html>>. Acessado em 25 jan. 2013

LOHBAUER, Rosane M.; SANTOS, Rodrigo M.. **O novo ‘novíssimo modelo’ do setor elétrico**. Valor Econômico. São Paulo, 17 de setembro de 2012.

MEDEIROS, Reginaldo. **Portaria 455 – razões de sobra para a sua suspensão**. Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 04 de setembro de 2012.

MELLO, J.C. **Os impactos da MP 579 no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro**. Andrade & Canellas, Nov. 2012. Disponível em: https://agenciavirtual.light.com.br/gcav/documents/Light_MP%20579_Geral.pdf>. Acessado em 02 fev. 2013

PINTO, Helder Queiroz; IOOTTY, Mariana. **Avaliando os impactos microeconômicos das fusões e aquisições nas indústrias de energia no mundo: uma análise para a década de 90**. Rev. Econ. Polit. [online]. 2005, vol.25, n.4, pp. 439-453. Disponível em :<http://dx.doi.org/10.1590/S0101-31572005000400008>>. Acessado em 11 abr.. 2013

_____; FIANI, Ronaldo. Regulação Econômica. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Ed.). **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticos no Brasil**. São Paulo: Campos, 2002.

ROUSSEFF, Dilma Vana (1995). **A privatização do setor elétrico no Chile: O erro mudou**. Indicadores Econômicos FEE, Vol. 23, No 2 Porto Alegre: Fundação de Economia e Estatística.

VARIAN, Hal R., 1947; **Microeconomia: conceitos básicos**. Tradução Maria José Cyhlar Monteiro e Ricardo Doninelli. Rio de Janeiro: Elsevier, 2006 – 7ª Reimpressão.